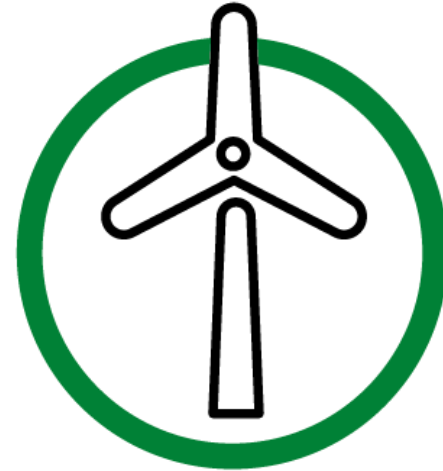


4. Sitzung der AG 1 der PKNS – Sicherung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien (AG EE)

29. September 2023
09:30 bis ca. 15:00 Uhr

Begrüßung und Einführung

Robert Lorentz, IIB1
Ralf Christmann, IIB3
BMWK



Rückblick auf die AG-Sitzung vom 22.6.

1. Schwerpunkt: Vertiefte Diskussion von CfDs als Handlungsoption und erste Bewertung

- Adressieren grds. Wirtschaftlichkeitslücke und Preisabsicherung in unterschiedlichem Grad
- Möglichkeit, in Zeiten hoher Marktpreise, Erlöse an Letztverbraucher weiterzugeben
- Präferenz EU-Recht für CfDs (Beihilfe+EMD)
- Unterschiedliche Bewertung der Varianten – keine klare Präferenz
- Wichtig: Komplexität und Umsetzungsaufwand bei Design zu berücksichtigen
- Auswirkungen weiter zu untersuchen, entscheidende Ausgestaltungsfragen insbs. bei produktionsunabhängigen CfDs offen

2. Beginn der Diskussion zu Wechselwirkungen zwischen PPA-Markt und CfDs

- Erster Überblick Treiber und Dämpfer für PPA-Marktpotenzial
- PPA-Markt wird vrsl. stark wachsen, aber nicht ausreichend für Zielerreichung.
- Wirtschaftliche PPA-Finanzierung wahrscheinlich begrenzt auf große Anlagen an (sehr) guten Standorten
- Nachfrage der Industrie begrenzt durch EE-Erzeugungsprofil, Branchenstruktur, Kreditwürdigkeit und Zahlungsbereitschaft



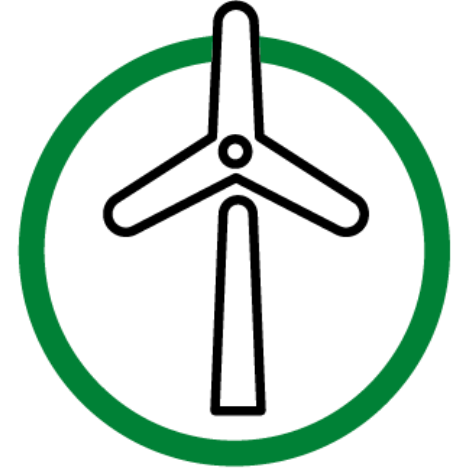
Agenda

Uhrzeit		Tagesordnungspunkt
09:30 – 09:35		Begrüßung und Einführung in die AG-Sitzung
09:35 – 09:40		Rückblick auf die letzte Sitzung und Vorstellung der Tagesordnung
09:40 – 10:10	Block 1	Input des Forschungskonsortiums: PPA Marktpotenzial und mögliche Absicherungsinstrumente Interaktion zwischen PPA-Markt und CfDs sowie mögliche Kombimodelle Dr. Malte Gephart und Dominik Peper, Guidehouse
10:15 – 11:45		Diskussion in Kleingruppen
11:45 – 12:15		Bericht im Plenum und Finalisierung mögl. Take-aways
12:15 – 13:15		<i>Mittagspause</i>
13:00 – 13:30	Block 2	Input des Forschungskonsortiums: Handlungsoptionen in Stunden mit negativen Preisen, (inkl. Verständnis Q&A) Dr. Anne Held, Fraunhofer ISI
13:30 – 14:40		Tour de Table im Plenum
14:40 – 14:45		Zusammenfassung
14:45 – 14:55		Wrap-up und Ausblick



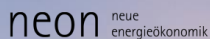
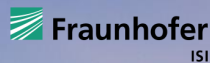
PPA-Marktpotenzial + Absicherungsinstrumente

Interaktion PPA-Markt + CfDs
sowie mögliche Kombimodelle



Dr. Malte Gephart, Guidehouse
Dominik Peper, Guidehouse





Dr. Malte Gephart
Dominik Peper
Dr. Corinna Klessmann

Absicherungs- und Kombinationsmodelle für PPA

Agenda

01

**Recap:
PPA Markt**

02

**Absicherungs-
instrumente
von PPA**

03

**Kombinations-
modelle von PPA
mit CfD**

PPA-Markt

Segmente nach Nutzen

Kurzfristige PPA: 1-3 jährige Verträge
Langfristige PPA: 4-15 jährige Verträge

	Volkswirtschaftlicher Nutzen			Unternehmerischer Nutzen	
Warum? Nutzen	(Förderfreie) Finanzierung des EE-Zubaus	Finanzierung und Sicherung des EE-Bestands	Marktintegration der EE	Zusatzgewinne für PPA-Geber absichern	Grünstrom verfügbar machen für PPA-Nehmer
Wie? Funktion	Langfristige Abnahme absichern	Nachfolgefina nzierung g für post EEG bereitstellen	Mittel- und langfristig Preise absichern	Zeitlich begrenzter Wechsel in sDV	Individuelle und flexible Lieferverträge mit Nachweis der Grünstromeigenschaft
	Langfristig Preise absichern	Nachfolgefina nzierung für post PPA bereitstellen (förderfreier Zubau)			
Was? Segmente	Langfristige PPA mit ungeförderten Neuanlagen	Kurz- und mittelfristige PPA mit Post-EEG Anlagen Kurzfristige PPA mit Bestandsanlagen	Alle PPA	Kurzfristige PPA mit geförderten Bestandsanlagen	Alle PPA

Marktpotenzial für PPA bis 2030

Treiber und Dämpfer mit Bezug zum Strommarkt für langfristige PPA (relevant für EE-Zubau)

Treiber für langfristige PPA

Potenzial
[GW]

Angebot

- | | |
|---|-------|
| • Anforderungen an ungeförderter EE-Zubau: Offshore Ausschreibung auf zentral voruntersuchten Flächen | 17 |
| • 0-cent Gebote Offshore | <19 |
| • Geringe LCOE und schnelle Realisierung bei PV | 10-30 |

Nachfrage

- | | |
|---|-------|
| • Elektrolyseurzubau | 23-35 |
| • Preishedging-Instrument für Großverbraucher | ? |
| • PPA-Anforderung durch BesAR | ? |
| • Umstellung von Eigenversorgung auf PPA | ? |
| • Mögliche EE-Quoten und grüne Leitmärkte für Industrie- und Handelsunternehmen | ? |
| • Möglicher Industriestrompreis (mit PPA-Verpflichtung) | ? |

Dämpfer* für langfristige PPA

Angebot

- Voraussichtlich sinkende Marktwerte bzw. mangelnde Wirtschaftlichkeit
- Attraktivität EE-Förderung (Wechselmöglichkeit unter gleit. Marktprämie und gesicherter Floor)



Nachfrage

- Begrenzte Kreditwürdigkeit
- Begrenzte Abnahmefähigkeit (Profil-Fit, Auswirkungen auf Unternehmensbilanzierung)
- Möglicher Industriestrompreis (ohne PPA-Verpflichtung)

**Neben den hier genannten Dämpfern existieren noch weitere PPA-Barrieren, die jedoch keinen direkten Bezug zum Strommarktdesign haben (z.B. Matchmaking, Transaktionskosten, Vertragsstandardisierung, etc.)*

Marktpotenzial für PPA bis 2030

Treiber und Dämpfer mit Bezug zum Strommarkt für kurzfristige PPA (wenig relevant für EE-Zubau)

Treiber für kurzfristige PPA 		Potenzial [GW]	Dämpfer* für kurzfristige PPA 	
Angebot	• Förderende Ü-20 Anlagen	PV: 18 WEA: 13	Angebot	• Mögliche Einführung von CfD
	• Geringe LCOE und schnelle Realisierung bei PV	?		
	• Wechselmöglichkeit unter gleit. Marktpremie (Mehrerlöse in Hochpreisphasen)	?		
Nachfrage	• Preishedginginstrument für Großverbraucher	?	Nachfrage	• Begrenzte Kreditwürdigkeit
	• Verbindliche EE-Quoten und grüne Leitmärkte für Industrie- und Handelsunternehmen	?		• Begrenzte Abnahmefähigkeit (Profil-Fit, Auswirkungen auf Unternehmensbilanzierung)
	• PPA-Anforderung durch BesAR	?		

**Neben den hier genannten Dämpfern existieren noch weitere PPA-Barrieren, die jedoch keinen direkten Bezug zum Strommarktdesign haben (z.B. Matchmaking, Transaktionskosten, Vertragsstandardisierung, etc.)*

Agenda

01

**Recap:
PPA Markt**

02

**Absicherungs-
instrumente
von PPA**

03

**Kombinations-
modelle von PPA
mit CfD**

Absicherungsinstrumente

Hintergrund

- Risiko von Zahlungsausfällen der Stromabnehmer („Kontrahentenausfallrisiko“) erhöht Finanzierungskosten für EE-Projekte oder verhindert Finanzierung insbesondere bei Abnehmern mit geringer Bonität und PPA
- Risikoübernahme durch privatwirtschaftliche Versicherung ist kostenintensiv, nur begrenzt verfügbar und nur für kurze Laufzeiten von wenigen Jahren verfügbar.
- Ausschluss von potentiellen Abnehmern: Hindernis für Wachstum des PPA-Marktes
- Vorschlag der EU-KOM zur EU-Strommarktreform (Revision 4):
 - Artikel 19a (1): *„Member States shall facilitate promote the uptake of power purchase agreements (‘PPAs’)“*
 - Artikel 19a (2): *„Member States shall ensure that instruments to reduce the financial risks associated to off-taker payment default in the framework of PPAs are in place ...“*
- Absicherungsinstrumente sind gedacht für ungeförderte (Neu-)Anlagen mit langfristigen PPAs

Absicherungsinstrumente

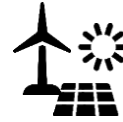
Dimensionen bei der Absicherung von PPA-Risiken

Begünstigte

Wer wird abgesichert?

- PPA-Geber
- PPA-Nehmer: Großunternehmen/(K)MU
- Kreditgeber

PPA-Geber



PPA-Nehmer



Großverbraucher / KMU

Kreditgeber

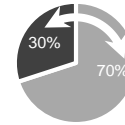


Absicherungsgrad

Wieviel/wie lang wird abgesichert?

- Abdeckung der finanziellen Verbindlichkeiten (50%-100%)
- Kurzfristige Absicherung („Überbrückungshilfen“) oder unbegrenzte Absicherung

Finanzielle Abdeckung



Zeitliche Abdeckung nach Einlösung



Bepreisung

Wieviel kostet die Absicherung?

- Marktpreise / reduzierte Kosten

Marktpreise



Beihilfe



Dauer der Verfügbarkeit

Für welchen Zeitraum ist die Absicherung verfügbar?

- Je PPA (Anteil der PPA-Laufzeit, feste Jahreszahl,...)
- Dauer der Bereitstellung der staatlichen Absicherung allgemein (z.B. nur bis 2030)

Zeitliche Verfügbarkeit

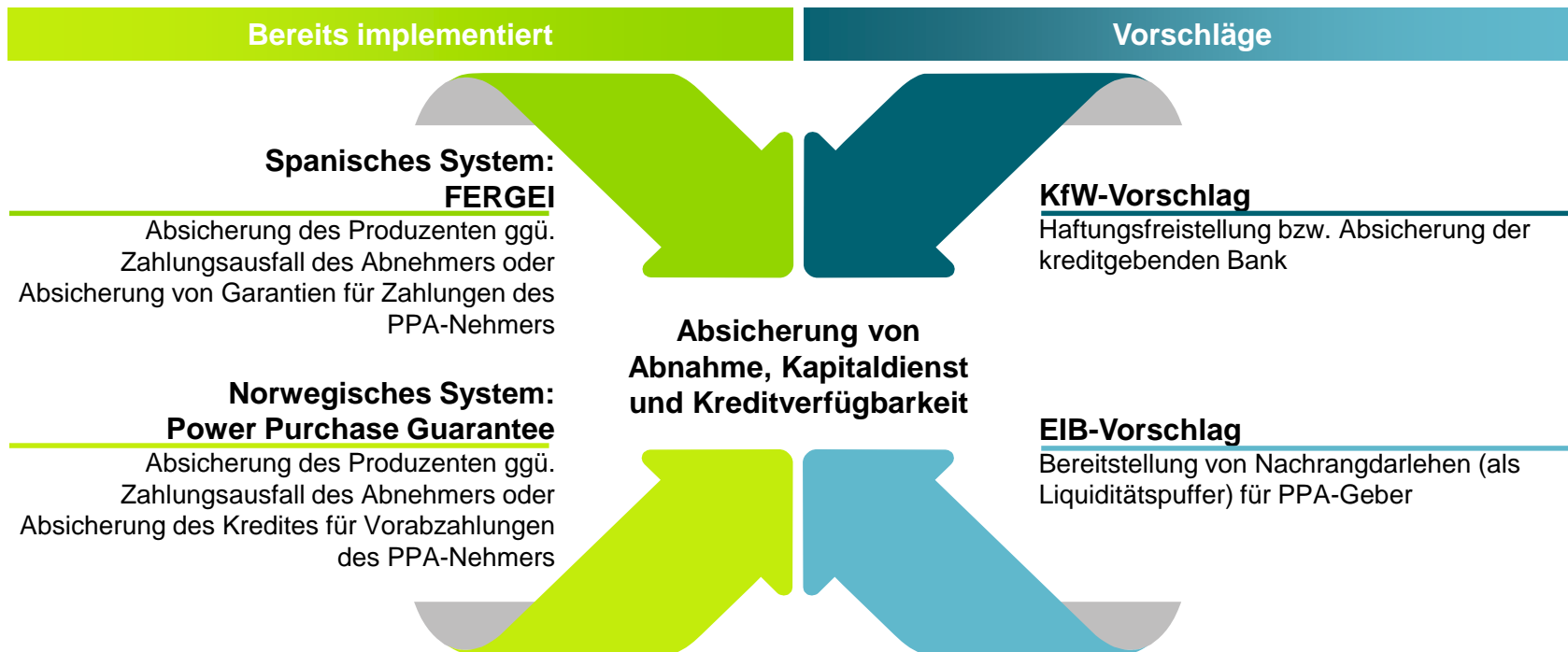
X % X Jahre

Dauer der Bereitstellung

2023 bis 203X

Absicherungsinstrumente

Ausgestaltungsbeispiele

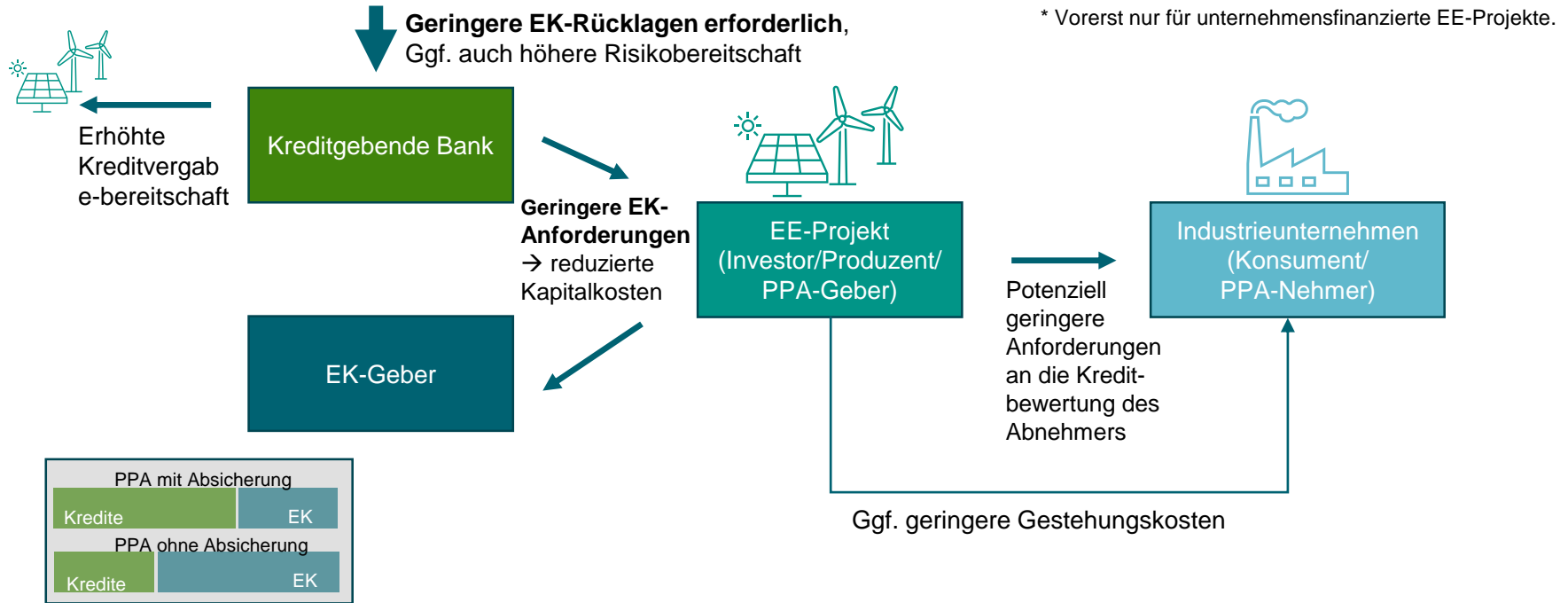


Absicherungsinstrumente

KfW-Haftungsfreistellung

- Weniger unmittelbar als Ausfallabsicherung
- Zwei Ansatzpunkte: Kreditklemme und EK-Anforderung (verbesserter FK-Zugang) (Zinssatz orientiert sich an Entwicklung des Kapitalmarktes + Bonitätsbewertung des Abnehmers)

Haftungsfreistellung bzw. Absicherung der kreditgebenden Bank*

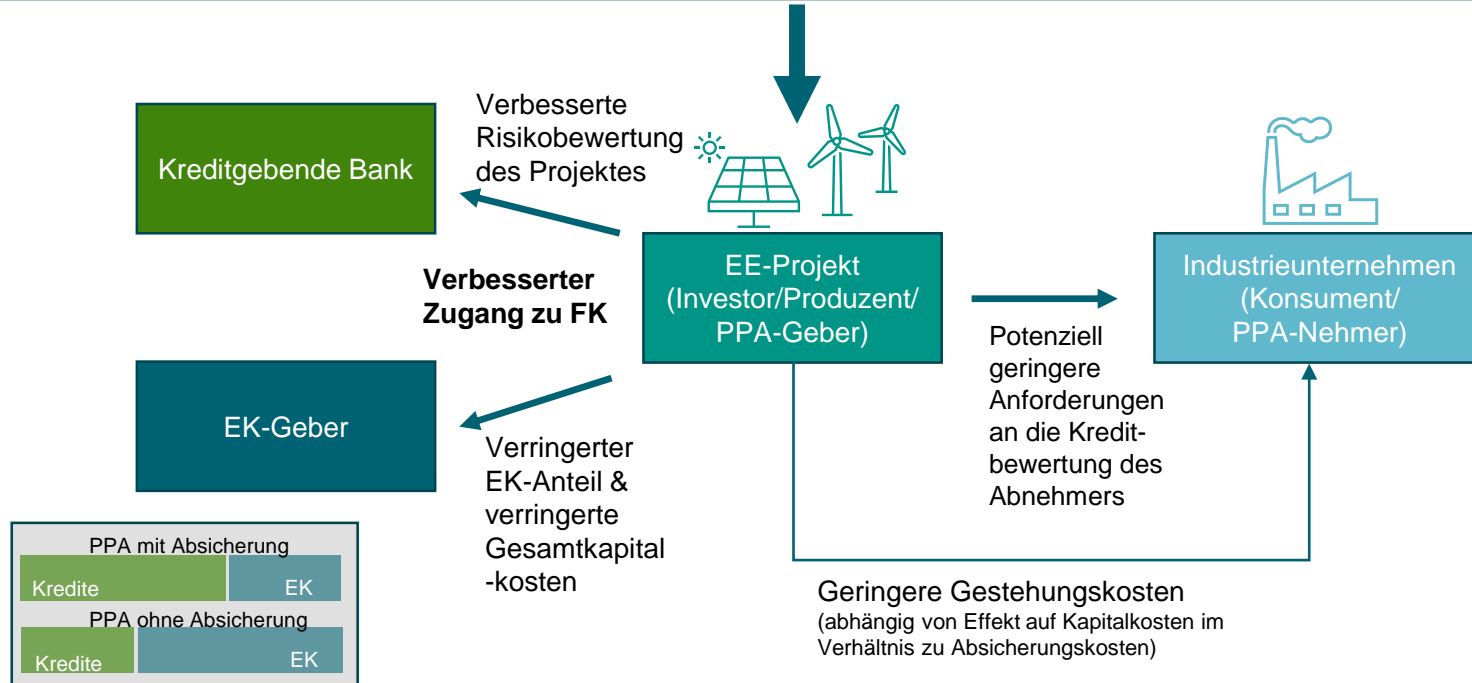


Absicherungsinstrumente

EKSFIN & FERGEI – Ausfallgarantien

- Unmittelbarere Absicherung der EE-Projekte.
- Kapitalkostensenkende Wirkung steht Absicherungskosten gegenüber
- Selbstfinanzierung des Instruments unsicher, mögliche Auswirkungen auf SteuerzahlerInnen.

Absicherung des Produzenten ggü. Zahlungsausfall des Abnehmers

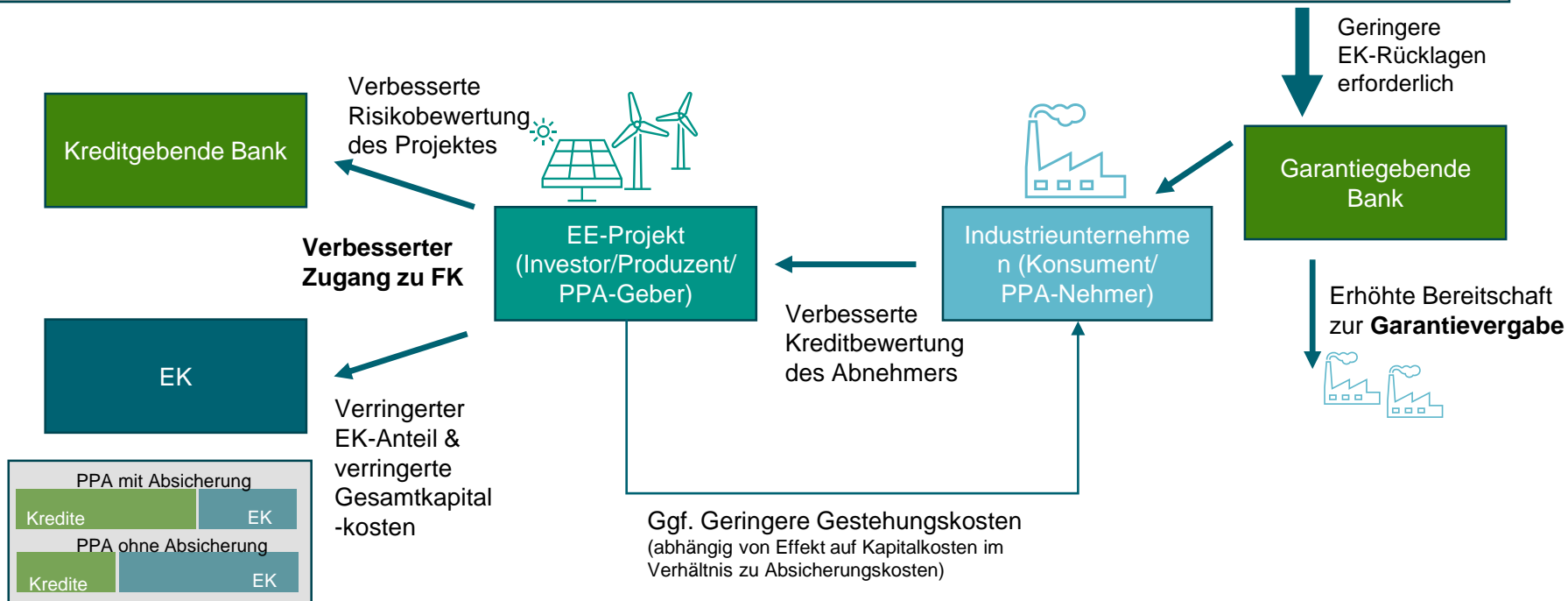


Absicherungsinstrumente

FERGEI - Garantie

- Erleichterte Erfüllung der Zugangsvoraussetzung für Industriesubventionen
- Setzt an Kernproblem im PPA-Markt an.
- Kapitalkostensenkende Wirkung steht Absicherungskosten gegenüber

Absicherung von Garantien für Zahlungen des PPA-Nehmers



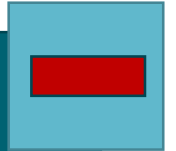
Absicherungsinstrumente

Diskussion

- EIB-Vorschlag, FERGEI, EKSFIN und KfW-Haftungsfreistellung bieten Absicherung zu “Marktkonditionen”, d.h. Bepreisung der Absicherung gemäß Marktpreisen und Markteingriff wird begrenzt.
- Falls Abschlag unterhalb marktlicher Absicherungskosten gewährt wird, liegt eine erhebliche Marktintervention vor (mit beihilferechtlichen Implikationen)
- D.h. bei Marktkonditionen liegt lediglich ein besserer Zugang zur Absicherung vor aber keine direkte Kostenersparnis (ggf. indirekt über reduzierte Kapitalkosten)



- Adressiert zentrale Herausforderung des PPA-Marktes (Kreditwürdigkeit der Abnehmer)
- Erweitert ggf. Nutzerkreis von PPAs
- Erhöht insg. PPA-Potenzial
- Instrument ist (je nach Ausgestaltung) sehr “marktnah” und kann sich ggf. selbst finanzieren
- Könnte bei breiter Anwendung Standardisierung von PPAs mit sich bringen



- Erzeugen potenziell zusätzliche Kosten
- Komplexe Umsetzung (für Staat, Versicherung, durchleitende Bank, PPA-Anwender)
- Es kann der Anreiz entstehen, weniger Sorgfalt bei der Auswahl der Abnehmer walten zu lassen.
- Weitgehend unklar, wie groß der tatsächliche Effekt der Absicherung ist (inwieweit zusätzliche PPAs abgeschlossen werden).

(Zwischen-)Fazit

1

Ziele für Erneuerbare Energien absehbar nur zu einem begrenzten Teil mit PPA bzw. marktgetriebenem Ausbau zu erreichen. PPA-Finanzierung im gegenwärtigen Marktumfeld wahrscheinlich begrenzt auf PV- und Offshore-Anlagen an (sehr) guten Standorten.

2

PPA-Markt derzeit noch sehr klein, wird voraussichtlich in den nächsten Jahren stärker anwachsen. Begrenzende Faktoren bestehen, v.a. durch niedrige EE-Marktwerte, begrenzte Abnahmefähigkeit bei Unternehmen.

3

Zentrale Säulen für PPA-Angebot: Ausgeförderte Anlagen (Kurzfrist-PPA) und ungeförderter EE-Zubau (Langfrist-PPA: PV, Offshore auf zentral voruntersuchten Flächen oder auf nicht voruntersuchten Flächen mit 0-cent/negativen Geboten in Abhängigkeit der weiteren Ausgestaltung der Regulatorik hinsichtlich CfD)

4

Zentrale Säulen für PPA-Nachfrage: Elektrolyseurzubau (Langfrist-PPA), EE-Quoten/grüne Leitmärkte für Industrie und Handel, PPA-Anforderungen BesAR, Umstellung Eigenversorgung auf PPA (Langfrist-PPA und Kurzfrist-PPA), EE-Anforderung RED III, ggf. PPA-Anforderungen durch Brückenstrompreis

5

Absicherungsinstrumente adressieren ein zentrales Hemmnis des PPA-Marktes: die Kreditwürdigkeit der Abnehmer. Hierdurch erweitert sich der Nutzerkreis von PPA und das potenzielle Volumen des PPA-Marktes steigt. Es ist jedoch noch unklar wie groß bei marktnahen Konditionen der Absicherungsinstrumente der tatsächliche Effekt auf den Markt sein wird.

The top-left corner of the slide features several thin, light blue lines that intersect to form a series of overlapping triangles and quadrilaterals, creating a complex geometric pattern.

Q&A

Gibt es
Verständnisfragen?

Agenda

01

**Recap:
PPA Markt**

02

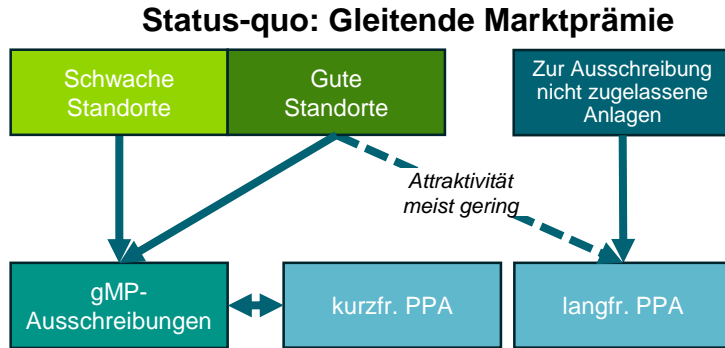
**Absicherungs-
instrumente
von PPA**

03

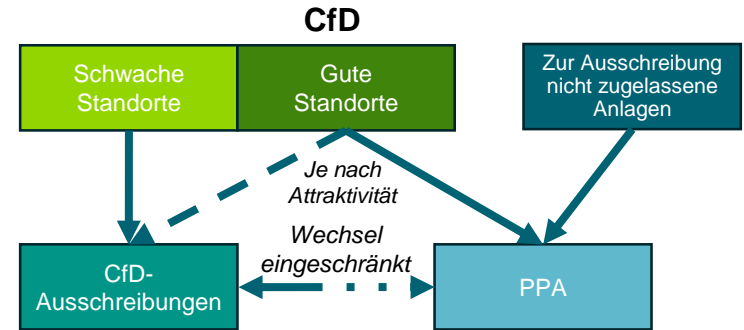
**Kombinations-
modelle von PPA
mit CfD**

Interaktionen zwischen Förderung und PPAs

Unterschiede zwischen gMP und CfD



- Im Status Quo nehmen alle Projekte der zugelassenen Größe und Flächenkulisse an Ausschreibung teil.
- Nur Anlagen oberhalb der zulässigen Größe bzw. Flächenkulisse basieren ausschließlich auf PPA.
- PPA- Markt fokussiert sich auf gute Standorte (wirtschaftlich außerhalb der Förderung)



- Grundsätzlich: Um Umgehung der Rückzahlungspflicht zu verhindern, Einschränkung von Wechsel zwischen CfD und PPA notwendig
- Führt zu stärkerer Segmentierung von PPA vs. CfD-getriebenen Ausbau
- Für Anlagen an schwachen Standorten ($LCOE > \text{erwartete Markterlöse/PPA-Preise}$): Ausschreibungen einzige Möglichkeit, rentabel zu sein
- Für Anlagen an guten Standorten ($LCOE < \text{erwartete Markterlöse/PPA-Preise}$): PPAs oder Ausschreibungen (mit Aufschlägen)
- Gebote in Ausschreibungen orientieren sich an möglichen PPA-Erlösen

Kombinationsmöglichkeiten von CfD und PPA

Hintergrund



Regulatorischer Rahmen (KOM-Vorschlag EMD, Revision 4)

- Art. 19a (4):
Support schemes for electricity from RE, shall allow the participation of projects which reserve part of the electricity for sale through a PPA or other market-based arrangements.
- Art. 19b:
Direct price support schemes for new investments for the generation of [RE] [...] shall take the form of a two-way contracts for differences



Bisherige Erfahrungen

- Bisher wurden PPAs in Kombination mit Fördersystemen bei Offshore-Auktionen im Rahmen von 0-Cent-Geboten abgeschlossen
- Keine 0-Cent-Gebote in zweiseitigen CfDs → keine PPAs als Folge
- Aktuell erlauben wenige CfD-Modelle die Kombination (BE)



Fragestellungen

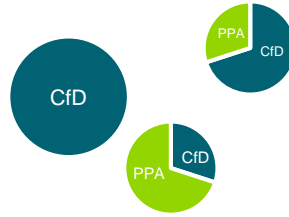
- Ist eine Kombination innerhalb eines Gebots/Projekt notwendig?
- Welche Form der Kombination ist am gewinnbringendsten?
- Welche Vor- und Nachteile bestehen?

Kombinationsmöglichkeiten von CfD und PPA



Getrennt nebeneinander

Auswahl zwischen Fördermodell und PPA-basierter Finanzierung bei jedem Projekt
> führt zur Kombination auf der Systemebene

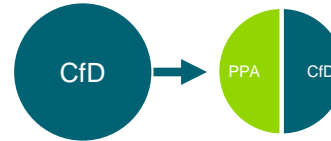


Flexible Kombination

Projekte nehmen mit variablen Teilen ihres Projektes an der Ausschreibung teil und können somit verschiedene Erlösvarianten kombinieren. Zubau kann größer als Ausschreibungsmenge sein.

Option:

- Vorgaben für Mindest-PPA-Anteil

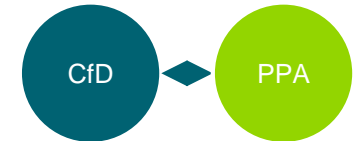


Nachträglicher Wechsel

Bieter haben die Option, best. Teil ihres CfDs durch PPA-Vermarktung zu ersetzen.

Optionen:

- PPA-Preis ist nicht begrenzt oder auf CfD-Preis + X€/MWh
- Wechsel zurück in CfD ist nicht oder 1x möglich
- Wechsel kann zusätzlich pönalisiert werden



HKN trotz Förderung

CfD-Projekte haben die Möglichkeit, ihren Strom über PPA mit HKN zu vermarkten.

Kombinationsmöglichkeiten von CfD und PPA



Vorteile

- Klare Segmentierung des Marktes
- Klare Beibehaltung des sog. Doppelvermarktungsverbots
- Wahlmöglichkeit, das bevorzugte Instrument auszuwählen
- Höhere Diversität in der Bieterstruktur

- PPA kann verwendet werden, um den Gebotspreis von CfD-basierten Auktionen zu senken und so die Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen (senkt Förderkosten)
- CfD-Instrument erreicht bei gleichbleibendem Fördervolumen mehr EE-Ausbau.

- Bei Deckelung des PPA-Preises: Nahezu unmittelbare Weitergabe des CfD-Preises an Industrie-Abnehmer
- Bei einmaligem Wechsel zurück in CfD: CfD-Sicherheit und PPAs-Vermarktung

- Angleichung an Praxis in Mehrheit der EU-MS und damit Beitrag zur Angleichung der Rahmenbedingungen
- Größere Flexibilität bei der Wahl der Finanzierung
- Zusätzliche Einnahmen aus HKN bzw. PPA-Vermarktung, die in die Ausschreibung eingepreist wird.

Nachteile

- Keine Flexibilität einer Kombilösung innerhalb eines Projektes – keine „echte Kombinationsmöglichkeit“

- Ggf. komplexere Projektfinanzierung
- Verringerte Rückzahlungen bei hohen Preisen, da nur ein Teil eines Projektes CfD-finanziert ist.

- Verringerte Rückzahlungseinnahmen
- Wer bekommt Zugang zu PPA?

- Greenwashing (?)
- Entwertung der HKN aus ungeförderten Projekten
- Unsichere HKN-Einnahmen werden in CfD-Gebote eingepreist (Risiko des winner's curse?)
- Kein Anreiz mehr bei EE-Produzenten zur Langfrist-Absicherung

Kombinationsmöglichkeiten von CfD und PPA

Zusammenfassung

1

In längerfristigen Hochpreisphasen sind PPA attraktiver als in Niedrigpreisphasen. Dies kann zu Privatisierung von Gewinnen und Sozialisierung von Förderkosten führen. Somit kann ein Teil der Einnahmen aus Rückzahlungen verloren gehen. Der unbegrenzte Wechsel PPA/CfD birgt zudem das Risiko einer Übersubventionierung.

2

Ein höherer PPA-Anteil in der Projektfinanzierung erfordert eine höhere EK-Quote als bei reinen CfD-Projekten, was zu höheren Kapitalkosten führt.

3

Auch bei Einführung eines CfDs mit klarer Trennung von PPAs besteht das Marktpotenzial für PPAs fort (und kann durch Segmentierung ggf. gestärkt werden).

4

Die Einführung von Kombinationsmöglichkeiten erlaubt erweitertes PPA-Angebot. CfDs für Anlagen-Anteile können Finanzierungsbedingungen erheblich verbessern.

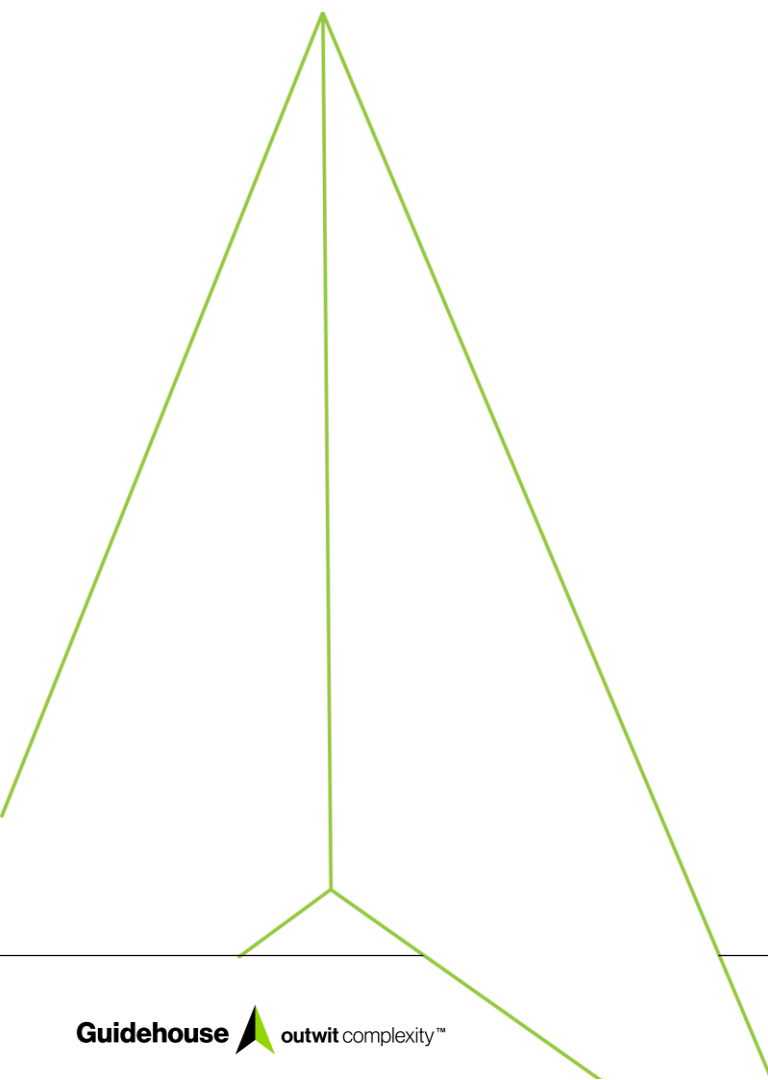
5

Die konkrete Ausgestaltung der Kombinationsmöglichkeit ist zentral, um Mitnahmeeffekte, Umgehung der Rückzahlungsverpflichtung und Überförderung zu vermeiden.

Abstract geometric lines in the top-left corner of the slide, consisting of several thin white lines that form a series of connected triangles and quadrilaterals, extending from the top-left towards the center.

Q&A

Gibt es
Verständnisfragen?



Dominik Peper
Managing Consultant, Energy, Sustainability & Infrastructure
dpeper@guidehouse.com
+49 30 700 109 660

Dr. Malte Gephart
Associate Director, Energy, Sustainability & Infrastructure
malte.gephart@guidehouse.com
+49 30 700 109 666

Dr. Corinna Klessmann
Director, Energy, Sustainability & Infrastructure
corinna.klessmann@guidehouse.com
+49 30 700 109 673

Vielen Dank

©2023 Guidehouse Inc. All rights reserved. Proprietary and competition sensitive. This content is for general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.

Diskussion in Kleingruppen



Diskussion in Kleingruppen



Gruppe 1

- Potenzial PPA-Markt und mögliche Absicherungsinstrumente

Gruppe 2

- Wechselwirkungen PPA-Markt und CfDs und Kombi-Modelle

Arbeitsmodus:

- *Diskussion in zwei Runden à 45 Minuten: Erste Gruppe legt Basis, zweite Gruppe ergänzt.*
- *Moderatoren wechseln, Gruppen bleiben vor Ort*
- *Anschließend Bericht und Finalisierung im Plenum*



Leitfragen Gruppe 1

1. *Was sind die zentralen Treiber und Dämpfer für den PPA-Markt? Gibt es weitere zentrale Einflussfaktoren, die bisher nicht angesprochen wurden?*
2. *Wie unterscheiden sich PPAs in Funktion und Wirkung auf die Energiewende?*
3. *Welche Rolle können Absicherungsinstrumente zu Marktkonditionen für PPA spielen und als wie effektiv wird das Instrument eingeschätzt?*
4. *Bei welchem Akteur sollten Absicherungsinstrumente ansetzen, um die größte Wirksamkeit zu entfalten?*



Leitfragen Gruppe 2

1. *Inwieweit kann die Segmentierung des Marktes in PPAs und CfDs den PPA-Markt stärken? Welche weiteren Wirkungen könnten durch Einführung auf CfDs auf die Effizienz/Effektivität der Energiewende entstehen?*
2. *Wo liegen die Vorteile des (eingeschränkten) Wechsels zwischen CfD und PPA bzw. der Kombination innerhalb eines Projektes ggü. der klaren Segmentierung von PPAs und CfDs? Worin liegen die zentralen Herausforderungen?*
3. *Welche Form der Kombination wäre ggfs. am gewinnbringendsten?*



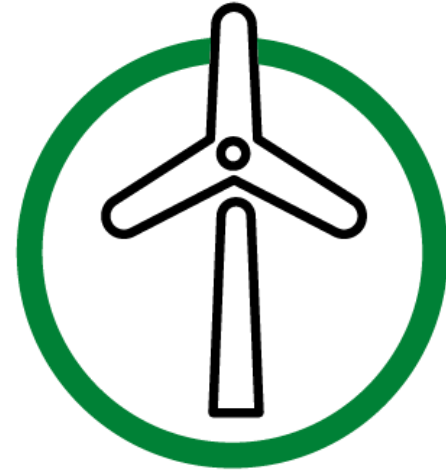
Vorstellung der Diskussionsergebnisse und Finalisieren möglicher Take Aways (Block 1)





Mittagspause
bis 13:00 Uhr

Handlungsoptionen zum Umgang mit Mengenrisiko aufgrund Stunden mit negativen Preisen



Dr. Anne Held, Fraunhofer ISI





consentec



ISI



neon neue energieökonomik

Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien

Handlungsoptionen für Stunden mit negativen Preisen

29.09.2023



Handlungsbedarf für Stunden mit negativen Preisen

Wie entstehen negative Preise?

- Hoher Anteil inflexibler Erzeugungsleistung und geringe Nachfrage im System
- Förderdesign hat Einfluss auf Auftreten negativer Preise: Förderzahlung in Zeiten negativer Preise verringert Anreiz zur Abregelung
- EEG §51: Anzuleg. Wert reduziert sich auf 0, wenn Spotmarktpreis in mindestens 4h aufeinander folgenden Stunden <0
- Schrittweiser Übergang der 4h-Regel auf 1h-Regel für Neuanlagen in 2027 vorgesehen
- Auftreten negativer Preise auch zukünftig erwartet, Ausmaß unklar
- Menge und Häufigkeit von negativen Preisen zudem abhängig von Flexibilität im System

Konsequenzen für Anlagenbetreiber

- Erhöhtes (Mengen-)Risiko bei erhöhter Anzahl von Stunden mit negativen Preisen mit möglichen wirtschaftlichen Einbußen
- Unsicherheit über Menge an Flexibilität im System macht Erlösabschätzung komplex
- EE-Anlagen sind stark betroffen, da Stunden mit negativen Preisen tendenziell mit einem hohen Dargebot an EE-Erzeugung einhergehen.

Handlungsbedarf für Stunden mit negativen Preisen

Status quo im Umgang mit neg. Preisen:

Nachholen „ausgefallener“ Stunden am Ende des Vergütungszeitraums (§51a EEG 2023)

- Herausforderung: Tausch von Stunden mit hoher EE-Verfügbarkeit gegen zufällige Stunden mit ggf. geringer oder keiner EE-Verfügbarkeit
- Potenzielle Einpreisung ausgefallener Stunden in Auktion Bevorzugung der Bieter, die Anzahl neg. Stunden gering schätzen
- Diskontierungseffekt zukünftiger Zahlungen und Liquidität

Anforderungen an Lösungsansätze

- Instrumente sollen in der Lage sein, Förderlücke zu schließen und langfristige Marktrisiken abzusichern
- Markt- und Förderdesign soll Anreiz für Anlagenbetreiber vermeiden, in Stunden negativer Preise einzuspeisen (beihilferechtlich vorgeschrieben) und gleichzeitig Mengenrisiko für Anlagenbetreiber reduzieren

Handlungsoptionen

Prämisse: Kombination mit gleitender Marktprämie

Zeitförderung mit Nachholung

- Aktuelles System: Begrenzung der Förderung anhand von Zeit und Nachholen „ausgefallener“ Stunden (§51a EEG 2023)
- Modifikation: Nachholen „produktiver“ Stunden

Zeitförderung mit Entschädigung

- Entschädigungszahlungen für Anlagenbetreiber in Stunden mit negativen Preisen, in denen sie nicht produziert haben

Mengenförderung

- Begrenzung der Förderung anhand der Gesamtstrommenge bzw. Volllaststunden
- Bestimmung der Menge
 - administrativ, basierend Kapazität der Anlage, oder
 - Teil der EE-Ausschreibung
(→ signifikante Änderungen Ausschreibungsdesign)

Integration von (Batterie-)Speichern

- Integration von Speichern in Förderung zur Verbesserung der Marktwerte und Flexibilität
- Speicher könnten tendenziell Abregelung der Anlagen in Stunden mit negativen Preisen vermindern
- Aber: Optimierung auf Anlagenebene vs. Gesamtsystem

Handlungsoptionen

Prämisse: Kombination mit gleitender Marktprämie

Zeitförderung mit Nachholung

- Aktuelles System: Begrenzung der Förderung anhand von Zeit und Nachholen „ausgefallener“ Stunden (§51a EEG 2023)
- Modifikation: Nachholen „produktiver“ Stunden

Zeitförderung mit Entschädigung

- Entschädigungszahlungen für Anlagenbetreiber in Stunden mit negativen Preisen, in denen sie nicht produziert haben

Mengenförderung

- Begrenzung der Förderung anhand der Gesamtstrommenge bzw. Volllaststunden
- Bestimmung der Menge
 - administrativ, basierend Kapazität der Anlage, oder
 - Teil der EE-Ausschreibung
(→ signifikante Änderungen Ausschreibungsdesign)

Integration von (Batterie-)Speichern

- Integration von Speichern in Förderung zur Verbesserung der Marktwerte und Flexibilität
- Speicher könnten tendenziell Abregelung der Anlagen in Stunden mit negativen Preisen vermindern
- Aber: Optimierung auf Anlagenebene vs. Gesamtsystem

Zeitförderung mit Nachholen „produktiver“ Stunden

Beschreibung

- Modifikation des Status Quo
- Anstatt Anhängen der Stunden am Ende der Förderlaufzeit werden „produktive“ Stunden angehängt, beispielsweise innerhalb eines bestimmten Zeitraumes
- Sobald Gesamtfördermenge erreicht ist, wird nicht mehr gefördert.
- Gilt nur für Förderung in Zeiten negativer Stunden

Vorteile

- adressiert Investitionsrisiko negativer Preise
- kein „Qualitätsverlust“ für Anlagenbetreiber im Hinblick auf produktive Stunden

Nachteile

- Diskontierungseffekt u. Liquidität
- ggfs. leichte Überkompensation möglich wegen Optimierungsmöglichkeit bei Nachholstunden (klein)
- Definition eines geeigneten Nachholzeitraumes herausfordernd

Zeitförderung mit Entschädigung – Beispiel Frankreich

Beschreibung	Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">▪ Kapazitätsbasierte Entschädigungszahlungen in Stunden<ul style="list-style-type: none">▪ 1) mit negativen Preisen und▪ 2) keiner Einspeisung und ggfs.▪ 3) wenn Mindestanzahl für Stunden mit neg. Preisen, e.g. 15, erreicht ist▪ Parametrierung<ul style="list-style-type: none">▪ anzulegender Wert▪ Anlagenkapazität▪ Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Jahr▪ technologiespezifischer Faktor (35%-70%)	<ul style="list-style-type: none">▪ Diskontierungseffekt von zukünftigen Zahlungen wird adressiert▪ Mengenrisiko negativer Preise wird adressiert▪ Pragmatische/schlanke Lösung	<ul style="list-style-type: none">▪ Parametrierung schwierig (insb. im Hinblick auf technologiespezifischen Faktor, sowie den ausgenommenen Stunden)▪ Erhöht ggfs. die Förderkosten im Vergleich zu den anderen Handlungsoptionen

Mengenförderung

Beschreibung

- Annahme: administrative Bestimmung der Menge
- Eingespeiste Menge im Fördersystem ist vorgegeben. Menge in der sDV wird mitgerechnet
- Stunden der Förderung (auch ohne Förderzahlung) sind fix an Einspeisung gebunden, sobald Erzeuger einspeisen, sind sie in der geförderten Menge

Vorteile

- Stunden mit negativen Preisen gehen nicht verloren bzw. werden nicht in potenziell unproduktive Stunden umgewandelt.
- Herausforderung der negativen Preise adressiert, da sie die „produktiven“ Stunden innerhalb der „Vergütungsmenge“ nutzen können
- Einfachere Erlösabschätzung für Anlagenbetreiber über Lebensdauer

Nachteile

- Parametrierung der Volllaststunden je nach Technologie
- Diskontierungseffekt u. Liquidität
- Potenzielle Optimierung gegen Ende des Fördervolumens (Verschiebung Einspeisung von Dezember auf Januar in Erwartung fallender Marktwerte)
- Mögliche Fehlanreize zur Anlagenauslegung (im Detail zu prüfen)
- Ggf. große Systemumstellung für Betreiber

Zusammenfassung: Optionen zur Adressierung des Risikos negativer Preise in der gleitenden MP

Ziel	Adressierung des Mengenrisikos negativer Preise
Status quo	<ul style="list-style-type: none"> • Problem des Tauschs produktiver gegen zufällige Stunden am Ende der Förderdauer, Diskontierungseffekt u. Liquidität
Nachholen „produktiver Stunden,“	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Tausch produktiver gegen zufällige Stunden, Diskontierungseffekt u. Liquidität bleibt bestehen
Zeitförderung mit Entschädigung	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Diskontierungseffekt, Parametrierung herausfordernd
Mengenförderung	<ul style="list-style-type: none"> • Potenziell längere Vergütungszeiträume und Parametrierung herausfordernd • Mögliche Adressierung der längeren Vergütungszeiträume durch Kombination mit jährlicher Mindestproduktionsmenge bzw. zeitlicher Einschränkung

Kombinationsmöglichkeiten und Alternativen

Kombinationsmöglichkeit der Handlungsoptionen mit CfD

- Grundsätzlich kombinierbar, Umgang mit Rückzahlungen im Detail zu prüfen

Weitere Alternativen

- Financial CfD adressiert beide Mengenrisiken (Wetter und negative Preise)
- Capability-based CfD adressiert Problem negativer Preise aufgrund der Entkopplung von tatsächlicher Erzeugung und Vergütung
- Berücksichtigung der Implementierbarkeit

Offene Fragen

- Welche Relevanz hat das Thema negative Preise in Zukunft bei Veränderung der 4-h-Regel auf 1h?
- Wie ist die exakte Ausgestaltung und wie werden Parameter festgelegt?
- Ist aus beihilferechtlicher Sicht eine zeitliche Beschränkung der Förderung erforderlich?

Produktionsabhängige Instrumente



Produktionsunabhängige Instrumente



Your Guides

Dr. Anne Held

Geschäftsfeldleitung

Anne.Held@isi.fraunhofer.de

Dr. Vasilios Anatolitis

Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Vasilios.Anatolitis@isi.fraunhofer.de

Dr. Corinna Klessmann

Director

corinna.klessmann@guidehouse.com

Dr. Malte Gephart

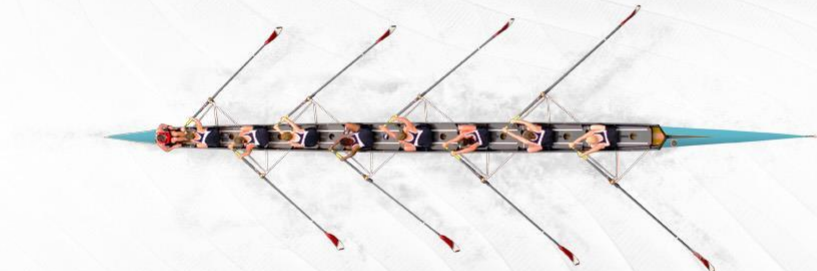
Associate Director

malte.gephart@guidehouse.com

Dominik Peper

Managing Consultant

dpeper@guidehouse.com



©2022 Guidehouse Inc. All rights reserved.

This content is for general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.

Q&A

*Gibt es Verständnisfragen an das
Forschungskonsortium?*



Tour de Table

Reaktionen und Stellungnahmen der Stakeholder



Leitfragen

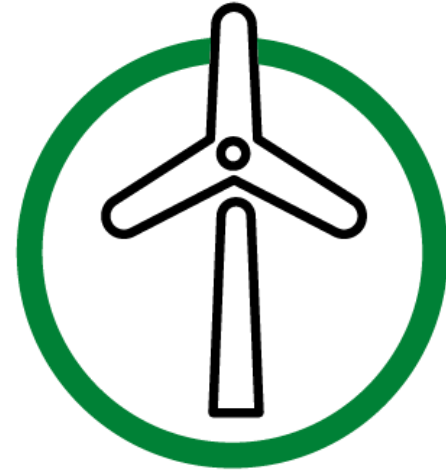
1. *Wie groß ist das Risiko negativer Preise für die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen (heute und zukünftig) und was sind die Einflussfaktoren?*
2. *Die Einführung welchen Instrumentes ist mit den geringsten Hürden verbunden bzw. eher großen Systemumstellung verbunden?*
3. *Welches Instrument könnte dieses Risiko am effektivsten adressieren?*

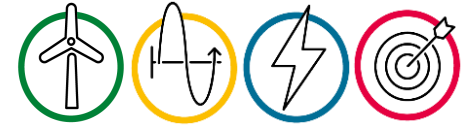


Zusammenfassung (Block 2)



Wrap-up und Ausblick





Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Mehr Informationen zur PKNS: www.bmwk.de/pkns